RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Telles qu'elles sont utilisées dans la présente rubrique, les mentions d'augmentation et de diminution, en dollars ou en pourcentage, sont fondées sur la comparaison des résultats du trimestre clos le 31 mars 2011 avec ceux du trimestre clos le 31 mars 2010.

Produits

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	2011	2010	Variation en $	Variation en %
Transport	351	320	31	10
Distribution	1 093	983	110	11
Divers	16	16	–	–
	1 460	1 319	141	11
Moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)[1]	21 757	20 935	822	4
Distribution - unités distribuées aux abonnés (TWh)[1]	8,3	8,0	0,3	4

[1] Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits d'exploitation liés à l'énergie, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent surtout des tarifs de transport que nous prélevons et qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de façon à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport de la production excédentaire vers les marchés avoisinants et les produits accessoires, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis en grande partie aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Les produits tirés du transport ont augmenté de 31 millions de dollars, ou de 10 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2010. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation des produits de 22 millions de dollars qui a résulté d'une récente décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu sa décision en ce qui concerne la demande de tarifs de transport de notre filiale, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») pour 2011 et 2012. La décision a fait suite à des examens approfondis des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de financement pour soutenir les exigences du réseau. Les demandes relatives aux produits en découlant ont été approuvées avec prise d'effet le 1er janvier 2011, et elles viendront appuyer les investissements visant la réfection de l'infrastructure essentielle vieillissante, les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et la mise en place de projets d'investissement dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte (« LEV »).

L'accroissement de la moyenne mensuelle de la demande de pointe au cours du premier trimestre a également contribué à la hausse des produits. La moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario a été de 822 MW supérieure à celle de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à une hausse des produits de 12 millions de dollars attribuable au climat qui a été généralement plus froid durant les mois d'hiver comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent.

Les hausses des produits générés par les services de transport tarifés ont été en partie contrebalancées par la baisse des produits accessoires d'environ 3 millions de dollars du fait de la décision rendue par la CEO le 23 décembre 2010.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés, ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos abonnés. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos tarifs de distribution. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de

distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Les produits tirés de la distribution ont progressé de 110 millions de dollars, ou de 11 %, au premier trimestre de 2011 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, compte tenu d'une hausse du recouvrement des coûts d'achat d'électricité plus élevés de 64 millions de dollars, comme il est décrit ci-après sous la rubrique « Achats d'électricité ».

La hausse des produits reflète deux décisions rendues par la CEO et portant sur les tarifs de distribution de notre filiale, Hydro One Networks. Le 9 avril 2010, la CEO a approuvé les nouveaux tarifs avec prise d'effet le 1er mai 2010 et le 21 décembre 2010, elle a approuvé les nouveaux tarifs avec prise d'effet le 1er janvier 2011. Ces deux décisions ont fait suite à un examen approfondi des éléments d'information écrits et verbaux soumis à l'égard des besoins de notre réseau de distribution en matière d'entretien et d'investissement, y compris ceux visant à soutenir la production d'énergie renouvelable décentralisée. Ensemble, ces décisions ont eu pour effet d'accroître les produits tirés de la distribution de 47 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Ces hausses de tarifs permettent d'assurer un approvisionnement sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario. L'avenir de notre réseau passe par le développement du réseau de distribution intelligent qui facilite le raccordement de nouvelles installations de production. Un autre facteur a contribué à accroître les produits, soit une plus grande consommation d'énergie attribuable à un hiver plus froid. Cette plus grande consommation a donné lieu à une augmentation des produits tirés de la distribution de 6 millions de dollars en comparaison du premier trimestre de l'exercice précédent.

Ces hausses ont été partiellement annulées par un recul de 6 millions de dollars des produits par rapport à l'exercice précédent, recul qui découle de la cessation du recouvrement d'un compte réglementaire lié à la distribution en date du 30 avril 2010, de même que par la diminution d'environ 1 million de dollars des produits accessoires, par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et ils expriment le coût de l'énergie sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et des consommateurs désignés repose sur la grille tarifaire réglementée (la « GTR ») de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils et en une structure tarifaire pour les abonnés admissibles à la GTR facturés selon la période d'utilisation, lesquelles sont ajustées deux fois l'an. Nous avons commencé à facturer les abonnés selon le système de tarification en fonction de la période d'utilisation le 1er mai 2010 et, d'ici la fin juin 2011, la transition devrait être complétée pour la plupart des abonnés admissibles à la GTR. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustement au titre de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la GTR pour la période considérée et la période de comparaison est présenté ci-après.

Sommaire de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	**Clients résidentiels**	**Clients non résidentiels**	**Premier niveau**	**Deuxième niveau**
1er novembre 2009	1 000	750	5,8	6,7
1er mai 2010	600	750	6,5	7,5
1er novembre 2010	1 000	750	6,4	7,4

	Tarifs selon la période d'utilisation (cents/kWh)		
Entrée en vigueur	**Période de pointe**	**Période médiane**	**Période creuse**
1er mai 2010	9,9	8,0	5,3
1er novembre 2010	9,9	8,1	5,1

Les coûts d'achat d'électricité ont augmenté de 64 millions de dollars, ou de 10 %, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour atteindre 719 millions de dollars. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'effet des

modifications des tarifs de la GTR à deux niveaux de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles de l'ordre de 22 millions de dollars, à un accroissement de la demande d'électricité de 22 millions de dollars, à une augmentation de 10 millions de dollars des coûts d'achat d'électricité pour les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR, à la hausse de 7 millions de dollars des frais de transport en raison de la décision de la CEO qui a pris effet le 1er janvier 2011 et aux modifications des tarifs selon la période d'utilisation de la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles utilisant le compteur intelligent de 4 millions de dollars. L'incidence de ces augmentations a été atténuée par une baisse de 1 million de dollars des frais de service du marché de gros de l'électricité prélevés par la SIERE.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. De plus, ces charges comprennent les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**	**Variation en $**	**Variation en %**
Transport	106	107	(1)	(1)
Distribution	142	137	5	4
Divers	14	14	–	–
	262	258	4	2

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour maintenir en bon état nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont diminué de 1 million de dollars, ou de 1 %, au premier trimestre par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Nos dépenses liées aux programmes de travaux ont augmenté de 3 millions de dollars. L'augmentation est principalement attribuable aux besoins plus grands en matière de travaux d'entretien correctif des postes sur demande, notamment à l'égard de l'équipement des réseaux électriques, aux dépenses accrues du programme des travaux forestiers, compte tenu surtout des conditions climatiques favorables qui ont permis d'utiliser les ressources et faire avancer le programme, et à l'accent mis sur la réalisation du programme élargi de réduction des fuites d'hydrocarbures sur les sites, conformément à la priorité accordée à la gestion responsable de l'environnement. Les dépenses engagées pour soutenir le réseau de transport ont reculé de 4 millions de dollars, en raison surtout des besoins moins grands à l'égard de la technologie de l'information.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 5 millions de dollars, ou de 4 %, au premier trimestre par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les dépenses liées à notre réseau de distribution ont augmenté de 6 millions de dollars en raison surtout de l'accroissement des coûts découlant des services aux abonnés, compensé en partie par des besoins moins grands à l'égard de la technologie de l'information. Les dépenses liées aux programmes de travaux ont reculé de 1 million de dollars par rapport à l'exercice précédent, les dépenses moins élevées au titre des travaux forestiers, en raison de la réorientation temporaire des travaux, ayant été partiellement compensées par des dépenses accrues pour l'entretien des lignes de transport à la suite d'un plus grand nombre d'appels de dépannage.

Amortissement

La dotation aux amortissements du premier trimestre de l'exercice a augmenté de 5 millions de dollars, ou de 4 %, par rapport au premier trimestre de l'exercice précédent, pour s'établir à 144 millions de dollars. Trois facteurs expliquent cette augmentation : une hausse de 8 millions de dollars attribuable à la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme de travaux continu en matière d'immobilisations, une hausse de 2 millions de dollars qui découle du retrait d'un plus grand nombre d'immobilisations corporelles en raison de nos projets d'immobilisations et une baisse de 5 millions de dollars au titre de l'amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs par suite de la fin de l'amortissement, au deuxième trimestre de l'exercice précédent, d'un compte réglementaire lié à la distribution.

Charges de financement

Les charges de financement ont diminué de 1 million de dollars, ou de 1 %, au premier trimestre, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 84 millions de dollars. La diminution est principalement attribuable à la hausse de 2 millions de dollars des intérêts capitalisés associée à l'accroissement des travaux de construction en cours et à la remontée de 2 millions de dollars des autres produits liés au placement à long terme. Cette diminution des charges de financement a été partiellement compensée par une hausse de 3 millions de dollars du niveau moyen de la dette, facteur atténué en partie par une baisse du taux d'intérêt effectif moyen.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a augmenté au premier trimestre, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, passant de 13 millions de dollars à 39 millions de dollars. Cette augmentation est principalement attribuable à la progression du bénéfice avant impôts au cours du trimestre et à l'augmentation des écarts temporaires nets, y compris ceux entre l'amortissement comptable et la déduction pour amortissement réclamée à l'égard de nos immobilisations et intérêts capitalisés, facteurs partiellement compensés par une réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 31,00 % à 28,25 %.

Bénéfice net

Le bénéfice net, qui s'est établi à 212 millions de dollars, a augmenté de 43 millions de dollars, ou de 25 %, par rapport à la période correspondante de 2010. Le bénéfice net reflète les deux décisions relatives aux tarifs de distribution approuvées par la CEO et une décision relative aux tarifs de transport. Les décisions prévoient un rendement des capitaux propres à l'égard des nouveaux actifs mis en service au cours des derniers exercices ainsi qu'un taux de rendement accru pour notre entreprise de transport. La décision relative aux tarifs de transport vient appuyer les investissements visant la réfection de l'infrastructure essentielle vieillissante, les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination de la production d'électricité à partir du charbon, et la mise en place de projets d'investissement dans le cadre de la LEV.

Les deux décisions relatives aux tarifs de distribution répondent aux besoins d'entretien et d'investissement du réseau de distribution, y compris ceux visant à soutenir la production d'énergie renouvelable décentralisée, et permettent d'assurer un approvisionnement sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario. Un réseau de distribution plus intelligent facilitera davantage l'investissement dans les sources de production d'énergie renouvelable, qui assurera un approvisionnement auprès de sources en énergie propre et réduira notre dépendance aux carburants à base de carbone.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non auditée pour chacun des huit trimestres compris dans la période allant du 30 juin 2009 au 31 mars 2011. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels audités, et elle comprend tous les ajustements, consistant uniquement en ajustements récurrents normaux nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**			**2009**			
Trimestres clos les	**31 mars**	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**
Total des produits[1]	1 460	1 280	1 360	1 165	1 319	1 207	1 144	1 090
Bénéfice net[1]	212	99	218	105	169	111	100	82
Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires[1]	208	94	214	100	165	106	96	77

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos conventions d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations des liquidités

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Activités d'exploitation	240	287
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	300	1 000
Remboursement sur la dette à long terme	(250)	–
Billets à court terme	–	(55)
Dividendes versés	(42)	(14)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(295)	(322)
Placement à long terme[1]	–	(250)
Autres activités de financement et d'investissement	3	7
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(44)	653

[1] Représente les billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars.

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 47 millions de dollars, ou de 16 %, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 240 millions de dollars. Cette variation s'explique essentiellement par l'accroissement du solde des débiteurs en 2011, par suite de la hausse des produits ayant découlé des deux décisions rendues par la CEO portant sur les tarifs de distribution. La diminution des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation a été partiellement compensée par une progression du bénéfice net par rapport à l'exercice précédent, la variation de certains comptes réglementaires et l'augmentation des taxes à payer liée à l'entrée en vigueur de la taxe de vente harmonisée le 1er juillet 2010.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre des billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours pouvant aller jusqu'à 1 000 millions de dollars, de notre facilité de crédit renouvelable et de notre avoir en billets à taux variable de la province d'Ontario.

Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et de billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels de la société en matière d'exploitation. Le 28 mars 2011, les banques composant le consortium bancaire se sont engagées à proroger l'échéance de la facilité de crédit de 1 250 millions de dollars de la société de juin 2013 à juin 2014. La convention visant à proroger l'échéance a été signée le 1er avril 2011.

Le 31 mars 2011, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 7 825 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins de un an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2011 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, et ce, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme jusqu'en août 2011 est de 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 950 millions de dollars au 31 mars 2011.

	Cote	
Agence de notation	**Dette à court terme**	**Dette à long terme**
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres d'emprunt émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 mars 2011, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

Au premier trimestre de 2011, nous avons émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 300 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et nous avons remboursé la tranche échue de 250 millions de dollars sur la dette à long terme. Au premier trimestre de 2010, nous avions émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 1 000 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et aucune dette n'était arrivée à échéance. Au premier trimestre de 2011, nous n'avons émis aucun billet à court terme et aucun billet à court terme n'était en cours au 31 mars 2011. Au premier trimestre de 2010, nous avions réduit les billets à court terme de 55 millions de dollars.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur les actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés dans le trimestre suivant.

Au premier trimestre de 2011, nous avons versé à la Province d'Ontario (« la province ») des dividendes sur les actions ordinaires de 38 millions de dollars et des dividendes sur les actions privilégiées de 4 millions de dollars. Au premier trimestre de 2010, nous avions versé des dividendes sur les actions ordinaires de 10 millions de dollars et des dividendes sur les actions privilégiées de 4 millions de dollars.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs suivants : maintenir un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables et réaliser des rendements financiers appropriés. Pour assurer un accès continu à des fonds, nous visons le maintien de la cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement représentent essentiellement les dépenses en immobilisations engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public de la façon suivante :

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**	**Variation en $**	**Variation en %**
Transport	172	195	(23)	(12)
Distribution	123	126	(3)	(2)
Divers	–	1	(1)	(100)
	295	322	(27)	(8)

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont diminué de 23 millions de dollars, ou de 12 %, au premier trimestre de l'exercice, par rapport à la période correspondante de 2010, pour s'établir à 172 millions de dollars.

Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 90 millions de dollars, soit 17 millions de dollars de moins qu'au cours de l'exercice précédent. La plupart de ces dépenses ont été engagées dans le cadre des projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production de la province. Des sommes importantes ont aussi été injectées dans des projets de raccordement de grands consommateurs et des projets d'approvisionnement local afin de composer avec la croissance de la charge. La baisse des dépenses par rapport à l'exercice précédent s'explique par le quasi-achèvement au cours de l'exercice précédent d'un certain nombre de projets pluriannuels visant des réseaux interrégionaux et l'approvisionnement local dont la mise en service est amorcée. La baisse des dépenses a été atténuée par l'accroissement des investissements dans un certain nombre de projets de raccordement de grands consommateurs.

Les projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux qui ont occasionné des dépenses au premier trimestre de 2011 incluaient le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement des sources de production d'énergie nucléaire réaménagées et de nouvelles sources de production d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce. Ils incluaient aussi l'installation des compensateurs voltampères réactifs statiques aux postes de transformation de Nanticoke et de Detweiler lesquels, à court terme, permettront de répondre à l'accroissement de la production d'électricité de la centrale nucléaire Bruce et, à plus long terme, amélioreront la capacité de transfert entre le sud-ouest de l'Ontario et la région du Grand Toronto. L'incidence de ces investissements a été plus qu'annulée par la baisse des dépenses liées à l'achèvement en 2010 de l'installation de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario. Nous avons également enregistré une baisse des dépenses liées au projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste Claireville qui est entré en service à l'exercice précédent. Pour ce qui est du projet d'installation des compensateurs voltampères réactifs statiques aux postes de transformation de Porcupine et de Kirkland Lake, qui augmentera la capacité de transfert de l'interface nord-sud pour accéder à la production disponible au nord, nous en sommes à l'étape de la mise en service au poste de transformation de Kirkland Lake.

Les dépenses engagées dans le cadre de projets d'approvisionnement local ont également diminué au cours de la période en raison de l'achèvement de deux projets d'envergure au premier trimestre de l'exercice précédent. Au cours du présent exercice, nous allons continuer d'investir dans le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock, qui accroîtra la capacité dans cette région afin d'y garantir la fiabilité de l'approvisionnement et dans le projet de reconstruction du poste extérieur au poste de transformation de Burlington, qui accroîtra la capacité d'approvisionnement de la charge en vue d'assurer un approvisionnement fiable aux abonnés de cette région.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 73 millions de dollars, soit une diminution de 7 millions de dollars en regard de la période correspondante en 2010. Cette diminution découle surtout de besoins moindres pour l'entretien des lignes, ce qui reflète une baisse de la demande de travaux de restauration suivant des tempêtes. La diminution est aussi attribuable au calendrier des dépenses visant à améliorer l'infrastructure de sécurité pour prévenir le vol de cuivre, dépenses qui devraient reprendre au deuxième trimestre. Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 9 millions de dollars au premier trimestre de 2011, en légère hausse de 1 million de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont diminué de 3 millions de dollars, ou de 2 %, au premier trimestre de 2011, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 123 millions de dollars.

Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 63 millions de dollars, soit 8 millions de dollars de moins que pour l'exercice précédent. Les réductions ont trait à l'installation de compteurs intelligents dont les travaux résiduels ont en grande partie pris fin en 2010. Au cours de l'exercice, nous avons continué à investir dans l'infrastructure du réseau de compteurs intelligents et dans l'élaboration et l'intégration des systèmes requis par le système de tarification en fonction de la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteurs et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. Des 1,3 million d'abonnés dotés d'un compteur au 31 mars 2011, plus de 862 000 ont déjà adopté le mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Nous avons aussi continué à investir dans notre programme lié au réseau de distribution intelligent, lequel rehaussera notre exploitation et appuiera la production distribuée.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 47 millions de dollars, en hausse de 1 million de dollars par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre, les dépenses du programme de travaux pour le maintien ont essentiellement trait aux travaux de réparation après des tempêtes, au remplacement de poteaux de bois et aux travaux liés à l'usage commun et à la relocalisation des lignes. Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont établies à 13 millions de dollars en 2011, en hausse de 4 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget global de dépenses en immobilisations de 2011 est d'environ 1,8 milliard de dollars. Les budgets d'investissement de 2011 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 050 millions de dollars et 750 millions de dollars. Selon les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, les dépenses en immobilisations devraient s'établir à près de 1,9 milliard de dollars en 2012 et à environ 1,8 milliard de dollars en 2013. Ces dépenses, qui rendent compte des investissements nécessaires pour pallier la vétusté de notre infrastructure, se chiffrent approximativement comme suit : 550 millions de dollars pour 2011, 700 millions de dollars pour 2012 et 700 millions de dollars pour 2013. Les budgets des projets de développement, y compris le réseau de distribution intelligent et les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les politiques de mixité des sources d'approvisionnement afin d'éliminer graduellement la production à partir de centrales alimentées au charbon et les besoins en approvisionnement local et ceux de notre réseau de production distribuée, s'établissent à environ 950 millions de dollars pour 2011, à 950 millions de dollars pour 2012 et à 850 millions de dollars pour 2013. Ces investissements rendent également compte des travaux exigés de nos clients, des raccordements des sources de production distribuées et du déploiement du réseau intelligent. Nos autres dépenses en immobilisations s'établissent approximativement comme suit : 300 millions de dollars pour 2011, 250 millions de dollars pour 2012 et 250 millions de dollars pour 2013. Ces dépenses tiennent compte du remplacement de notre système de facturation parvenu à la fin de sa durée de vie et de la mise à niveau de notre plateforme SAP à l'échelle de l'entreprise nécessaire en vue d'accroître la productivité.

Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie nous demandant d'entreprendre les travaux de planification et d'aménagement nécessaires en vue de l'avancement de projets de transport définis et des mises à niveau de notre réseau qui permettront l'aménagement sans risque et fiable d'autres énergies renouvelables. Bien que notre budget actuel ne tienne pas compte des dépenses en immobilisations estimatives associées à ces projets et aux mises à niveau du réseau, elles pourraient atteindre environ 1 milliard de dollars sur une période allant jusqu'aux dates de mise en œuvre de ces projets. Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision qui modifie le permis de transport de Hydro One Networks, conformément à une directive émanant du ministre de l'Énergie. En raison de la modification de son permis, Hydro One Networks est tenue d'élaborer ces projets et, soit d'en demander l'approbation soit de les mettre en œuvre.

En août 2010, la CEO a instauré un système de concurrence pour l'agrandissement du réseau de transport. De ce fait, nous n'avons pas inclus dans notre budget lié aux dépenses en immobilisations les projets qui pourraient satisfaire à la définition du mot agrandissement tel qu'il est employé dans le contexte de la concurrence instauré par la CEO. Nous n'engagerons pas de dépenses en immobilisations importantes sans nous attendre à raisonnablement les récupérer par le truchement de nos tarifs (se reporter à la rubrique « Faits nouveaux »). Les éléments susmentionnés seront pris en compte dans le prochain processus budgétaire pour la période allant de 2012 à 2014.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes selon les PCGR du Canada ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

31 mars 2011 (en millions de dollars canadiens)	**Total**	**2011**[1]	**2012/2013**	**2014/2015**	**Après 2015**
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)*					
Dette à long terme – remboursements de capital	7 825	250	1 200	1 300	5 075
Dette à long terme – paiements d'intérêts	6 568	344	747	629	4 848
Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi)[2]	533	106	274	153	–
Engagements découlant des contrats de location-exploitation	54	4	15	8	27
Obligations liées à l'environnement et à la mise hors service d'immobilisations[3]	387	18	61	73	235
Total des obligations contractuelles	15 367	722	2 297	2 163	10 185

31 mars 2011 (en millions de dollars canadiens)	**Total**	**2011**[1]	**2012/2013**	**2014/2015**	**Après 2015**
Autres engagements commerciaux *(selon l'année d'échéance)*					
Ligne de crédit bancaire[4]	1 250	–	1 250	–	–
Lettres de crédit[5]	114	113	1	–	–
Garanties[5]	326	326	–	–	–
Régime de retraite[6]	271	109	162	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 961	548	1 413	–	–

[1] Les montants indiqués représentent les soldes exigibles au cours de la période allant du 1er avril 2011 au 31 décembre 2011.

[2] Le 1er mai 2010, nous avons prorogé notre convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans. L'échéance de la convention, prévue le 29 février 2012, a été prorogée au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,8 % à 3,0 %.

[3] Nous avons comptabilisé un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux biphényles polychlorés (« BPC ») contenues dans les équipements électriques et au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés, ainsi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait de nos installations de matériel contaminé à l'amiante et pour la désaffection et le retrait de notre poste de commutation à la centrale électrique d'Abitibi Canyon d'Ontario Power Generation. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour les périodes.

[4] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 250 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire; cette facilité arrive à échéance en juin 2013. Le 1er avril 2011, l'échéance de cette facilité a été prorogée de juin 2013 à juin 2014.

[5] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 113 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. L'autre tranche de 1 million de dollars comprise dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, d'un montant maximal de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties d'un montant maximal de 660 000 $. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins du soutien de prudence, des lettres de crédit bancaires devront être à nouveau émises si notre cote de solvabilité glisse en deçà de la catégorie « Aa ».

[6] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations pour 2011 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009, déposée en septembre 2010. Nos cotisations annuelles au régime pour 2011 et pour 2012 dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Compte tenu des facteurs actuels, nous estimons que nos cotisations de retraite minimales s'élèveront à environ 145 millions de dollars en 2011 et à 149 millions de dollars en 2012 suivant le niveau du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations de 2013 reposeront sur une nouvelle évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012.

Les montants figurant dans le tableau précédent au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations. Les dépenses découlant de nos programmes liés à l'environnement et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne sont pas imputées à nos résultats d'exploitation, mais elles sont plutôt portées dans notre bilan et notre état des flux de trésorerie.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés englobent principalement les produits tirés du transport et les achats d'électricité auprès de la SIERE, laquelle est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. D'autres opérations importantes entre apparentés comprennent nos dividendes qui sont versés à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. En janvier 2010, la société a fait l'acquisition de 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province d'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014, comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Régime de retraite

Au cours du premier trimestre de 2011, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan a diminué de 1 million de dollars pour s'établir à 459 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 36 millions de dollars au régime de retraite et avons engagé des coûts nets périodiques au titre des prestations de 37 millions de dollars. Les cotisations pour 2011 et 2012 sont fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009 et qui a été déposée en septembre 2010. En fonction des facteurs actuels, nous prévoyons que nos cotisations annuelles au régime de retraite s'élèveront environ à 145 millions de dollars en 2011 et à 149 millions de dollars en 2012 suivant le niveau du salaire ouvrant droit à pension. Les cotisations qui seront versées en 2013 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2012, et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations et des hypothèses actuarielles.

Notre régime de retraite a enregistré un rendement positif de 2,45 % au cours du premier trimestre de l'exercice. Toutefois, comme c'est le cas pour d'autres régimes de retraite, le nôtre pourrait subir, pour le reste de l'exercice, les conséquences fâcheuses de l'incertitude économique actuelle et de la volatilité des marchés financiers. Notre fonds poursuit cependant sa reprise et enregistre des rendements positifs. Le rendement global pour 2010 a été d'environ 9,96 %.

La caisse de retraite a une vaste exposition du fait de ses placements sur les marchés des actions au Canada et à l'étranger, de même que sur les marchés des titres à revenu fixe. L'exposition totale de la caisse reflète l'éventail de ses titres détenus dans plusieurs secteurs d'activité ainsi qu'un portefeuille bien diversifié, conçu pour soutenir les objectifs à long terme.

Nous continuons à surveiller de près nos risques financiers, notamment le risque de crédit.

ÉTAT D'AVANCEMENT DU PASSAGE AUX NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada (le « CNC ») a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des PCGR du Canada aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011, les données à des fins de comparaison devant également être présentées selon les IFRS. Le 10 septembre 2010, le CNC a décidé de permettre aux entités à tarifs réglementés de reporter d'un an l'adoption des IFRS. Nous prévoyons adopter les IFRS à notre exercice ouvert à compter du 1er janvier 2012.

Dans la perspective de la décision de 2008 du CNC, nous avons entrepris notre projet de conversion aux IFRS en 2007. Notre projet comporte quatre étapes distinctes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. Nous avons franchi l'étape du diagnostic en 2008. Cette étape consistait en un repérage et en un examen poussé des principales différences entre les PCGR actuels et les IFRS dans tous les domaines, ce qui a permis de déterminer les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société.
En 2009, nous avons achevé l'étape de conception et de planification ainsi que celle d'élaboration de solutions de notre projet, y compris le quasi-achèvement de l'analyse des méthodes. Nous menons actuellement l'étape de la mise en œuvre, qui est la dernière du projet. Nous examinons notamment les résultats comparatifs de l'exercice à l'étude selon les IFRS. Nos équipes surveillent constamment nos progrès en vue de l'atteinte de jalons clés, ainsi que les nouveautés émanant de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») et du CNC, appliquent les mises à jour de leurs recommandations et conçoivent des rapports financiers. Nous avons un dialogue permanent avec nos auditeurs externes sur le dénouement possible de notre projet.

Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des normes IFRS actuelles et éventuelles sur toutes nos activités, y compris celles de nos filiales, ainsi que sur le système d'information à l'échelle de l'entreprise. Nous analysons en même temps l'incidence de ces changements sur les contrôles de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière, les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et les mesures de notre rendement. Nous communiquons régulièrement de manière officielle avec notre personnel. Nous avons tenu plusieurs séances de formation destinées au personnel, et prévoyons en tenir d'autres suivant l'évolution des normes.

Conventions comptables

Les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société au moment de la conversion aux IFRS sont les actifs et les passifs à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les avantages sociaux futurs de même que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS » (l'« IFRS 1 »).

Immobilisations corporelles

Le 6 mai 2010, l'IASB a publié l'omnibus « Améliorations des IFRS », qui inclut la modification prévue à l'IFRS 1 applicable aux entités à tarifs réglementés. L'allègement transitoire envisagé offre une exemption facultative qui permet à une entreprise à tarifs réglementés qui adopte les normes IFRS pour la première fois d'utiliser la valeur comptable des immobilisations corporelles ou des actifs incorporels comme coût réputé à la date de transition lorsque la valeur comptable tient compte des coûts qui autrement ne pourraient être capitalisés. Nous choisirons cette exemption pour nos activités à tarifs réglementés.

Actifs et passifs réglementaires

La comptabilité des activités à tarifs réglementés n'est pas permise selon les IFRS. La comptabilité des activités à tarifs réglementés a une incidence sur le calendrier de comptabilisation des coûts, des produits, des gains et des pertes. L'incapacité de comptabiliser les actifs et les passifs réglementaires après l'adoption des IFRS en 2012 aura une incidence sur notre état des résultats en raison d'un changement dans le calendrier de la comptabilisation de ces montants. L'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés donnerait lieu à une diminution nette d'environ 210 millions de dollars des bénéfices non répartis attribuable à la radiation des actifs et des passifs réglementaires au 1er janvier 2011.

En l'absence d'un plan définitif pour un nouveau projet d'étude d'une norme comptable sur les activités à tarifs réglementés devant être publiée par l'IASB, nous évaluons la possibilité d'adopter les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis ») au lieu des IFRS. L'application des PCGR du Canada ou des PCGR des États-Unis aux activités à tarifs réglementés est, en règle générale, uniforme. Toutes les différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis et leurs incidences sur nos états financiers seront mesurées dans le cadre de l'évaluation de cette possibilité. Nous poursuivons la planification de la transition aux IFRS qui demeure l'une des options faisant l'objet de notre évaluation.

Immobilisations et aménagement en cours

Il existe une différence considérable entre les IFRS actuelles et les PCGR du Canada à l'égard des dépenses pouvant être capitalisées aux immobilisations en cours ainsi qu'aux programmes et projets d'aménagement. Certaines dépenses liées à des immobilisations corporelles et à des actifs incorporels ne peuvent pas être capitalisées aux termes des IFRS. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, l'incidence estimative sur nos états financiers aurait été une réduction d'environ 300 millions de dollars des dépenses en immobilisations et une augmentation de quelque 300 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration si la société avait suivi cette méthode de comptabilisation en 2010. Pour les tarifs de 2012, la CEO a exigé que nous adoptions cette modification de catégorie de comptabilisation des dépenses inadmissibles en vue de déterminer les besoins en matière de produits de notre entreprise de transport.

Avantages sociaux futurs

En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la poursuite de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité de caisse n'est pas permise. Les actifs et les passifs réglementaires, soit l'écart cumulatif entre les cotisations patronales, comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse sous la supervision de l'organisme de réglementation, et les coûts de retraite qui seraient constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux termes des PCGR du Canada, ne répondraient pas à la définition d'actifs ou de passifs selon les IFRS et, par conséquent, ils pourraient devoir être décomptabilisés à la date de passage aux IFRS. Nous avons évalué les options qui s'offrent à nous au titre de la constatation des gains et des pertes actuariels non amortis cumulés associés aux avantages sociaux. Les options possibles pour la comptabilisation des montants découlant des régimes de retraite et des autres avantages sociaux comprennent entre autres, l'imputation aux bénéfices non répartis des gains et des pertes actuariels non amortis immédiatement au moment de l'adoption de l'IFRS 1 ou la comptabilisation d'un ajustement rétrospectif de ces montants conformément à l'IAS 19, « Avantages du personnel »). En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, nous avons l'intention de comptabiliser un ajustement rétrospectif relativement à ces montants selon l'IAS 19, sans nous prévaloir de l'exemption de l'IFRS 1. L'incidence, au 1er janvier 2011, de l'adoption de l'IAS 19 de manière rétrospective serait une réduction des bénéfices non répartis de 319 millions de dollars.

En avril 2010, l'IASB a rendu public un exposé-sondage, *Régimes à prestations définies (Projet de modification de l'IAS 19, « Avantages du personnel »)*, comportant des implications importantes tant pour la présentation de la situation financière que pour celle des résultats. La comptabilisation différée des gains ou pertes actuariels serait éliminée, et toutes les variations de l'obligation au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs du régime seraient comptabilisées à l'état du résultat étendu au moment où elles surviennent. L'exposé-sondage propose également une nouvelle méthode de présentation selon laquelle les variations de l'obligation au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs du régime seraient subdivisées et présentées séparément en trois composantes, soit le coût des services, le coût financier et les ajustements au titre de réévaluations. Les composantes coût des services et coût financier seraient comptabilisées à l'état des résultats. La composante ajustements au titre de réévaluations représentant les gains et les pertes actuariels serait comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. L'IASB a approuvé presque toutes les propositions énoncées dans l'exposé-sondage et la version définitive de la nouvelle norme intégrant les modifications proposées devrait paraître au début de 2011 et comporter une date d'entrée en vigueur qui ne serait pas antérieure à 2013 avec application rétrospective obligatoire. La nouvelle norme comptable, une fois adoptée en 2013 ou subséquemment, occasionnera davantage de volatilité dans l'état du résultat étendu en raison de la constatation du montant intégral des écarts actuariels.

Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

Nous comptabilisons les actifs et les passifs d'impôts futurs conformément au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA* (l'Institut Canadien des Comptables Agréés), lequel a été modifié le 1er janvier 2009 pour favoriser la convergence vers les IFRS. Nous avons ainsi établi qu'il ne devrait pas y avoir d'incidence notable pour cette catégorie d'opérations en fonction des résultats conditionnels des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, l'incidence sur notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés serait comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire ne serait établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés aurait été plus élevée d'environ 100 millions de dollars, compte tenu de l'incidence d'une modification des taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Consultations de la CEO

Le 28 juillet 2009, la CEO a publié certaines opinions préliminaires sur les changements qui seront apportés aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. Elle a entrepris la deuxième phase de son processus de consultation afin de modifier certains instruments de réglementation. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des recommandations de la CEO et d'autres recommandations à l'égard de notre projet de conversion aux IFRS.

Le 24 février 2010, la CEO a publié une lettre aux distributeurs d'électricité et aux services publics de gaz naturel à tarifs réglementés autorisés afin de clarifier son avis publié en juillet portant sur la comptabilisation des coûts indirects dans le coût des nouveaux travaux d'immobilisations à compter du 1er janvier 2011. La lettre de la CEO mentionne qu'elle exigerait la conformité aux exigences des IFRS, y compris aux exigences de l'IAS 16, « Immobilisations corporelles » (l'« IAS 16 »), comme elles s'appliquent aux entreprises à tarifs non réglementés; un traitement différent ne serait acceptable à des fins réglementaires que si la CEO l'autorisait. Nous continuons d'évaluer cette directive à la lumière de la date de mise en œuvre révisée du CNC.

Le 8 novembre 2010, la CEO a publié une modification apportée à un rapport traitant de sa politique et intitulé, Passage aux normes internationales d'information financière. Compte tenu de l'autorisation donnée par le CNC aux entités à tarifs réglementées de pouvoir reporter la date d'adoption des IFRS au 1er janvier 2012, la CEO a modifié certaines prises de position énoncées dans le rapport afin de tenir compte de ce choix.

Le 17 novembre 2010, la CEO a mis sur pied un groupe de travail afin qu'il formule des recommandations sur la manière de mettre en place les IFRS, dans un mécanisme de tarification incitatif. Le 31 mars 2011, la CEO a publié un document de travail contenant les recommandations proposées issues du processus d'appel à commentaires des parties prenantes. Nous avons participé activement au groupe de travail de la CEO et avons formulé des commentaires. Les recommandations fournissent des indications relatives à la comptabilisation, à la présentation de l'information et à la réglementation pour les entités évoluant dans un cadre réglementaire en matière de MTI qui adoptent les IFRS. Plusieurs recommandations du personnel sont également pertinentes pour les entités qui adoptent les IFRS dans le cadre d'un mécanisme de tarification reposant sur le coût de la prestation de services. Les recommandations font aussi état du fait que la CEO n'encouragera ni n'interdira l'application des PCGR des États-Unis comme base de comptabilisation et de présentation de l'information réglementaire si une entité a dûment adopté les PCGR des États-Unis comme base de publication de l'information financière.

Les critères particuliers applicables aux demandes d'approbation par la CEO visant l'adoption des PCGR des États-Unis comme base privilégiée de comptabilisation et de présentation de l'information réglementaire sont énoncés dans le document de travail.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information

Nous analysons continuellement l'incidence des modifications sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et sur nos contrôles et procédures de communication de l'information financière dans le cadre de notre passage aux IFRS. Des contrôles supplémentaires à l'égard de la communication de l'information pourraient être nécessaires dans le cadre des activités entourant la première adoption et des contrôles internes supplémentaires pourraient être requis afin de mettre en œuvre les modifications de nos méthodes comptables et de répondre aux exigences continues des IFRS en matière de communication de l'information.

Nous procédons à l'examen de notre documentation actuelle relative à nos contrôles et procédures de communication de l'information ainsi qu'à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière afin de déterminer quels changements nous devrons y apporter au moment du passage aux IFRS. Nous avons classé chaque procédure de contrôle en fonction de son incidence (faible, moyenne ou élevée) selon l'évaluation actuelle du risque d'un changement important devant être apporté par suite de l'adoption des IFRS. Ce classement a pris fin au quatrième trimestre de 2009. Nous avons terminé la mise à jour de la documentation touchant les processus à risques faible et moyen avec l'incidence de l'adoption des IFRS, notamment le processus de documentation et les matrices de risque et de contrôle, au cours du deuxième trimestre de 2010. Nous avons amorcé les révisions des processus à risque élevé au premier trimestre de 2011 et nous prévoyons achever ces révisions au deuxième trimestre. Lorsque notre documentation liée aux processus à risque élevé aura été mise à jour, nous commencerons les tests de cheminement de l'ensemble de nos processus révisés et de la documentation relative à nos contrôles pour les processus à faible et à moyen risques et ceux à risque élevé. À l'heure actuelle, nous estimons que le tout devrait être terminé à temps aux fins de la présentation selon les IFRS en 2012.

Compétence en matière de communication de l'information financière

La structure formelle de gouvernance du projet comprend un comité directeur composé de cadres dirigeants issus des fonctions finances, technologie de l'information, trésorerie et exploitation. Un compte rendu trimestriel ou plus fréquent, au besoin, de l'état d'avancement du projet est fait à la haute direction et au comité d'audit et des finances de notre conseil d'administration.

Les membres de notre comité d'audit et des finances et de la haute direction ont reçu de la formation sur les principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS, ainsi que sur les incidences importantes que pourrait avoir la conversion aux IFRS sur nos états financiers. Nous continuons à informer le comité d'audit et des finances et la haute direction des faits nouveaux à l'égard des IFRS et de leur incidence possible sur nos états financiers. Ces mises à jour sont fournies au moins tous les trois mois. Nous poursuivrons ainsi jusqu'au moment de notre passage aux IFRS en 2012.

La formation du personnel clé des finances et de l'exploitation a débuté en 2007 et se poursuit depuis. Au cours du troisième trimestre de 2010, nous avons continué à offrir de la formation aux membres du personnel clé des finances et personnel cadre de l'exploitation. En date des présentes, ils ont obtenu une formation sur plusieurs aspects importants, notamment les immobilisations corporelles, la comptabilité des comptes réglementaires, la comptabilisation des produits, les passifs, les prestations de retraite, les instruments financiers et, dernièrement, les impôts sur le bénéfice. En plus de ces séances de formation sur des sujets particuliers, nous avons également tenu deux séances de mise à jour au sujet de la communication de l'information financière. D'ici la fin de l'exercice, nous continuerons à offrir régulièrement des séances de mise à jour sur la communication de l'information financière selon les IFRS.

Compte tenu du nombre important de ressources requises pour un projet d'une telle ampleur, nous avons fait appel à un expert-conseil externe qui nous épaulera au cours de notre projet de conversion aux IFRS, de l'étape de la planification à celle de la mise en œuvre.

Activités commerciales

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de la structure du capital totale. L'adoption des IFRS pourrait modifier nos résultats et avoir une incidence sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Par exemple, les clauses restrictives pourraient être touchées par suite de la

décomptabilisation des actifs et des passifs réglementaires, de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité d'exercice plutôt que selon la méthode de la comptabilité de caisse et du changement des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles capitalisés à titre de coût des actifs produits par notre société. Dans le cadre de notre projet de conversion aux IFRS, nous avons analysé l'incidence des modifications éventuelles de conventions comptables sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette, et communiqué les scénarios possibles et les analyses des incidences à notre comité d'audit et des finances. Selon nos calculs, nous devrions respecter les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Nous avons cependant eu des rencontres avec nos établissements financiers, et modifié notre convention de crédit de manière à tenir compte de l'incidence possible des IFRS sur nos clauses restrictives. Nous avons modifié entre autres le calcul de notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis pour certains éléments de manière à prendre en compte l'incidence des IFRS, afin que le ratio capitaux empruntés-capitaux investis corresponde à ce qu'il était avant l'adoption des IFRS. Le même ratio est utilisé pour soutenir la convention complémentaire conclue avec nos porteurs d'obligations. Selon nos estimations actuelles, la convention complémentaire n'a pas été mise à jour à cette date, car nous prévoyions demeurer dans les limites du seuil de notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis. Nous continuons à suivre de près l'incidence de l'adoption des IFRS sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette à mesure que des faits nouveaux concernant les IFRS se produisent et compte tenu de nos choix de conventions définitifs aux termes des IFRS. Avec le report du projet de l'IASB visant les activités à tarifs réglementés, nous continuons de surveiller l'incidence sur notre ratio capitaux empruntés-capitaux investis et de cerner les prochaines étapes pertinentes.

Systèmes de technologie de l'information (« TI »)

Dans le cadre de notre projet d'amélioration du système à l'échelle de l'entreprise, nous avons remplacé bon nombre de nos principaux systèmes financiers en 2008 et en 2009. Pour s'assurer que les exigences futures des IFRS seront respectées, des membres rattachés à la structure de gouvernance de notre projet IFRS ont été jumelés à la nouvelle équipe responsable de l'instauration du système à l'échelle de l'entreprise. Parallèlement, les membres de l'équipe responsables du passage aux IFRS ont participé à la conception de notre nouveau système à l'échelle de notre société. L'incidence de la TI a été déterminée et évaluée au cours des étapes du diagnostic, de la conception et de la planification de notre projet IFRS, et a été intégrée à l'étape de l'élaboration de solutions du projet. À titre d'exemple, le nouveau système a été configuré de façon à faire le suivi de l'amortissement au niveau de la composante, selon la vie utile de l'actif, tel qu'il est actuellement requis par l'IAS 16. Le nouveau système a également été configuré pour faire le suivi des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles aux fins de la capitalisation en vertu de l'IAS 16. En raison de l'incertitude entourant les conclusions à l'égard des projets de l'IASB, le système a été conçu pour offrir un maximum de flexibilité. Lorsque nous avons décidé de reporter de un an l'adoption des IFRS, nous avons apporté les modifications requises de manière à continuer à présenter notre information selon les PCGR du Canada jusqu'au 1er janvier 2012. La mise à jour requise de nos systèmes est presque terminée en vue de présenter notre information selon les IFRS à compter du 1er janvier 2012, avec données comparatives de 2011. Nous suivons également nos résultats de 2011 selon les IFRS.

Communication de l'information environnementale

À l'heure actuelle, nous comptabilisons des passifs environnementaux au titre des dépenses futures estimatives de manière à nous conformer aux réglementations qui exigent que nous prenions des mesures à l'égard de certaines questions environnementales. Plus particulièrement, nous avons des obligations associées à du matériel contaminé aux BPC et à des terrains contaminés aux produits chimiques à proximité de certaines de nos propriétés. Nous comptabilisons également une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait et l'élimination de matériel contaminé à l'amiante de certains de nos bâtiments. Ces obligations sont comptabilisées selon la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs. Selon les PCGR du Canada, cette valeur actualisée est calculée à l'aide d'un taux d'actualisation fixe, qui correspond au taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit à la date de la comptabilisation du passif. L'incidence de cette modification sur nos obligations comptabilisées ne peut pas être établie en date des présentes, étant donné qu'elle dépendra des conditions économiques futures.

Selon les PCGR du Canada, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations existe lorsqu'il y a obligation juridique de retirer ou de céder un actif ou de remettre en état un site contaminé. En vertu des IFRS, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations s'applique également à des obligations qui ne sont pas juridiques, mais qui sont de nature implicite. Une obligation implicite peut être induite par d'autres facteurs, notamment la communication des politiques et des mesures d'une entreprise ou des énoncés publics. Conformément aux IFRS, les nouvelles obligations implicites seront comptabilisées à titre d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations lorsque nous prévoyons ne plus exploiter certains terrains particuliers à perpétuité et lorsque nous prévoyons retirer des actifs ou remettre en état des biens.

Ajustements estimés du solde d'ouverture des capitaux propres au moment de l'adoption des IFRS au 1er janvier 2011

Le tableau qui suit présente les capitaux propres figurant au bilan consolidé au 1er janvier 2011 établi selon les PCGR du Canada et les ajustements estimés conformément aux IFRS décrits ci-dessus qu'il faudra apporter pour obtenir le solde d'ouverture selon les IFRS. De nouvelles circonstances, y compris des modifications apportées aux IFRS ou aux règlements ou l'évolution de la conjoncture économique, pourraient nous obliger à modifier ces ajustements. Les principales incidences sur le solde d'ouverture des bénéfices non répartis se résument comme suit :

- Une réduction du solde d'ouverture des bénéfices non répartis de 210 millions de dollars pour tenir compte de la décomptabilisation du montant net des actifs et des passifs réglementaires en l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés selon les IFRS.
- Une réduction du solde d'ouverture des bénéfices non répartis de 319 millions de dollars pour tenir compte des obligations supplémentaires au titre des régimes de retraite et des avantages sociaux découlant de la comptabilisation selon la méthode de la comptabilité d'exercice du cumul des gains et pertes actuariels aux termes de l'IAS 19 *Avantages du personnel*, en supposant un retraitement rétrospectif. En outre, l'IASB a publié en avril 2010 un exposé-sondage, *Régimes à prestations définies*, qui propose la comptabilisation à la juste valeur des régimes de retraite par la constatation des gains et des pertes actuariels dans la période où ils ou elles surviennent. Les modifications proposées dans l'exposé-sondage sont déjà approuvées par l'IASB, et la version définitive de la norme intégrant les modifications devrait être publiée au milieu de 2011 et entrer en vigueur en 2013. L'application rétrospective des modifications apportées entraînerait une réduction supplémentaire de 1 053 millions de dollars du solde d'ouverture des bénéfices non répartis au 1er janvier 2011.
- Le reclassement des actions privilégiées de 323 millions de dollars dans le passif, plus particulièrement dans la dette à long terme, selon les IFRS.
- Une réduction nette des capitaux propres d'environ 852 millions de dollars aux termes de l'IAS 19 actuelle. La réduction des capitaux propres serait de 1 905 millions de dollars selon la comptabilisation à la juste valeur des régimes de retraite prévue dans l'IAS 19 révisée.

(en millions de dollars canadiens)	**Selon les CGR du Canada - 1er janvier 2011**	**Actifs et passifs réglementaires**	**Prestations des régimes de retraite (IAS 19)**	**Actions privilégiées**	**Selon les IFRS - 1er janvier 2011**
Capitaux propres :					
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	–	–	(323)	–
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	–	–	–	3 314
Bénéfices non répartis	2 354	(210)	(319)	–	1 825
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(10)	–	–	–	(10)
Total des capitaux propres	**5 981**	**(210)**	**(319)**	**(323)**	**5 129**

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Notre projet d'amélioration de la chaîne d'approvisionnement en vue d'élaborer un contexte d'exploitation présentant la stratégie et les objectifs à l'égard de la chaîne d'approvisionnement devrait être mis en œuvre au deuxième trimestre. Les nouveaux processus qui en découlent font l'objet à l'heure actuelle d'une analyse en vue d'évaluer leur incidence sur l'environnement de contrôle. Les documents portant sur les processus seront mis à jour et les contrôles feront l'objet des tests aux fins de l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place tout au long du présent exercice.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés du trimestre terminé le 31 mars 2011 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents trimestriels que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et ont fourni une attestation à leur égard. Ces dirigeants ont en outre attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont également attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers.

FAITS NOUVEAUX

Modification du permis de transport et déclaration et résolution des actionnaires

Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance modifiant le permis de transport de notre filiale, Hydro One Networks, pour l'obliger à collaborer avec l'OEO à la détermination de l'étendue et du calendrier de certains projets de transport visant à faciliter le raccordement sécuritaire d'installations de production d'énergie renouvelable, y compris l'accroissement de la capacité de court-circuit et/ou la capacité des transformateurs à au plus 15 postes de transformation de Hydro One Networks sur une période de 48 mois commençant le 1er mars 2011. Dans une lettre datée du 7 avril 2011, l'OEO a fourni la liste initiale des 10 postes de transformation nécessitant une mise à niveau. Le coût en capital global pour les 10 postes est estimé à environ 50 millions de dollars et les dates de mise en service projetées se situent entre août 2011 et juin 2012.

Conformément au Protocole d'entente entre Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario représentée par le ministre de l'Énergie (l'actionnaire) et notre société, l'actionnaire a fait une déclaration, en date du 19 avril 2011, en vertu du paragraphe 108 (3) de la *Loi sur les sociétés par actions (Ontario)* qui traite du recouvrement du coût des dépenses lié à la modification des conditions de permis du 28 février 2011. Plus précisément, les droits, pouvoirs et obligations des administrateurs de notre société ont été restreints en ce qui a trait à toute décision portant sur : la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks dans le cadre du programme de TRG pour les microprojets et les petits producteurs (exemption au titre de l'affectation des capacités) ou des promoteurs de ces projets au titre des investissements faits et des dépenses engagées, ou devant l'être, par Hydro One Networks afin de financer la mise à niveau d'au plus 15 postes de transformation aux termes des modifications des conditions de permis en date du 28 février 2011 apportées au permis de transport de Hydro One Networks; la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks au moyen des mécanismes réglementaires conçus pour permettre le recouvrement des coûts en bout de ligne auprès des abonnés du réseau électrique de l'Ontario au moyen des tarifs d'électricité; et la décision à savoir s'il y a lieu de poursuivre et de mettre en œuvre des mesures de recouvrement des coûts en interne ou des mesures de compression des coûts visant à compenser les coûts associés aux mises à niveau, et de poursuivre d'autres stratégies de minimisation des coûts et d'accroître le rapport global coût-efficacité de notre société, y compris le calendrier de telles décisions.

Conventions collectives

Le 23 mars 2011, Hydro One et le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique ont conclu un projet de règlement bilatéral visant à finaliser une nouvelle convention collective. Notre conseil d'administration a approuvé le règlement, et le syndicat tente de le faire ratifier par ses membres.

Le 5 avril 2011, les membres du Syndicat des Travailleurs canadiens de l'automobile ont ratifié une convention avec notre filiale, Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton »). La convention a été approuvée par le conseil d'administration de Hydro One Brampton le 14 avril 2011.

Mise à jour concernant d'importants projets

Projet de renforcement des réseaux de transport entre Bruce et Milton

Le 15 mars 2011, Hydro One Networks a obtenu de la CEO, en vertu de l'article 99 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la permission d'acquérir les droits de propriété résiduels nécessaire à la construction de la ligne. Toutefois, en ce qui concerne son permis d'aménagement, Hydro One Networks attend une décision du ministère des Richesses naturelles sur l'audience d'appel de la Commission de l'escarpement du Niagara conclue le 6 avril 2010.

Projet de mise à niveau du poste de transformation Vansickle

Le poste de transformation Vansickle visé par le projet de mise à niveau est entré en service au premier trimestre de l'exercice. La capacité supplémentaire fournie grâce à ce projet permettra d'accroître la fiabilité du service et d'assurer la croissance de la charge dans la région de St. Catharines, y compris celle du nouvel hôpital qui est en construction.

État d'avancement des demandes de tarifs

Hydro One Brampton Networks

Le 4 avril 2011, la CEO a rendu sa décision portant sur la demande de tarifs liée aux coûts de prestation de service de 2011 faite par notre filiale Hydro One Brampton Networks. Les tarifs révisés ont été approuvés avec une date de prise d'effet qui est le 1er janvier 2011 et une date de mise en application qui est le 1er mai 2011. Les tarifs comprennent un montant de 1,52 $ par mois par abonné qui utilise un compteur intelligent avec une date de prise d'effet qui est le 1er mai 2011. Les nouveaux tarifs donnent lieu à une augmentation du total de la facture moyenne de l'abonné d'environ 0,5 %.

Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »)

Le 28 mars 2011, la CEO a rendu sa décision portant sur la demande de tarifs liée aux coûts de prestation de service de 2011 faite par notre filiale Hydro One Remote Communities. Le CEO a approuvé la demande en se fondant sur le processus du mécanisme de tarification par incitatifs (le « MTI ») de troisième génération. Les tarifs révisés ont été approuvés avec une date de prise d'effet et une date de mise en application qui est le 1er mai 2011. Les nouveaux tarifs donnent lieu à une augmentation du total de la facture moyenne mensuelle de l'abonné résidentiel d'environ 0,38 %.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ET RATIOS

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	**2011**	**2010**
Bénéfice net	212	169
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	240	287
Dépenses en immobilisations	295	322
Résultat par action ordinaire	2 076	1 651
Ratio de couverture par le bénéfice [1]	2,55	2,08
Ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net[2]	1,79	1,77
Total de la dette sur la structure du capital[3]	56 %	57 %

[1] Le ratio de couverture par le bénéfice a été présenté respectivement pour les douze mois clos le 31 mars 2011 et le 31 mars 2010, et il représente la somme du bénéfice net, de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et des charges de financement, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées.

[2] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net a été présenté en date du 31 mars 2011 et du 31 décembre 2010, et il correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[3] Le total de la dette sur la structure du capital a été présenté en date du 31 mars 2011 et du 31 décembre 2010, et il correspond au total de la dette, divisé par le total de la dette plus le total des capitaux propres.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS PROSPECTIFS

Nos communications verbales et écrites avec le public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les attentes, prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des opinions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment ce qui suit : les attentes à l'égard des produits d'exploitation et du bénéfice liés à l'énergie, les attentes concernant les progrès du cadre réglementaire et du cadre d'exploitation à l'égard du transport et de la distribution de l'électricité en Ontario, y compris l'incidence des nouvelles directives réglementaires ainsi que l'incidence des décisions de la CEO et d'autres organismes de réglementation, les énoncés liés à l'état d'avancement de nos demandes de tarifs et l'incidence prévue sur la facturation moyenne du consommateur, les attentes à l'égard des augmentations des tarifs, y compris les demandes de telles augmentations et les avantages que ces augmentations pourraient avoir sur notre réseau, les énoncés relatifs à notre situation de trésorerie et à nos sources de financement futures et aux besoins de l'exploitation, les attentes à l'égard de nos activités de financement, les attentes visant les résultats de nos projets et programmes continus et prévus et leur date d'achèvement, les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures, nos budgets et nos plans d'investissement, les énoncés relatifs aux compteurs intelligents et au réseau intelligent qui

leur est associé, les énoncés visant les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux, les énoncés relatifs à l'entente d'impartition conclue avec Inergi LP, les énoncés concernant le calendrier et les montants des dépenses futures estimatives liées à l'environnement, les énoncés concernant les cotisations de retraite futures et notre régime de retraite ainsi que l'évaluation actuarielle, les énoncés concernant les IFRS et l'IASB et leurs incidences prévues, le passage aux IFRS, les mesures prévues et l'effet de l'abandon de la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les énoncés concernant les PCGR des États-Unis et les énoncés touchant les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « continuer », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation au sujet des demandes en cours, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire, la résolution satisfaisante de la question de la comptabilité des activités à tarifs réglementés aux termes des IFRS et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information obtenue auprès d'analystes de l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province, notamment la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de l'entente de principe que nous avons conclue avec elle;
- le risque que des dépenses en immobilisations inattendues soient nécessaires pour permettre la production d'énergie renouvelable ou pour résoudre des difficultés techniques imprévues;
- les discussions continues tenues avec l'OEO visant les besoins du projet de transport et les besoins et les priorités en matière de sources de production d'électricité;
- l'opposition aux projets prévus et les retards dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement des coûts et les tarifs;
- les rendements futurs des placements, les variations des prestations ou des hypothèses actuarielles;
- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation détaillée, notamment les risques associés à une action ou à une inaction de la CEO;
- le risque que des approbations réglementaires déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- des changements imprévus de nos coûts;
- la possibilité que nous soyons exposés à des coûts et à des obligations environnementaux importants, lesquels sont actuellement indéterminés ou sous-estimés ou que les hypothèses sous-jacentes aux passifs environnementaux comptabilisés et aux actifs réglementaires connexes puissent changer;
- le risque que le projet de règlement de la convention collective ne soit pas ratifié par les membres du Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique;
- le risque associé aux variations des taux d'intérêt;
- les risques liés à l'incertitude économique actuelle et à la volatilité des marchés financiers;

- l'incidence de la Loi sur l'énergie verte sur notre société, ainsi que des coûts et des charges en découlant;
- les incidences d'une intensification de la concurrence sur notre entreprise de transport.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de 2010. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Le présent rapport de gestion est daté du 12 mai 2011. Le lecteur peut consulter de l'information supplémentaire sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU (non audité)

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	**2011**	**2010**
Produits		
Transport	351	320
Distribution	1 093	983
Divers	16	16
	1 460	1 319
Charges		
Achats d'électricité	719	655
Exploitation, entretien et administration	262	258
Amortissement	144	139
	1 125	1 052
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	335	267
Charges de financement	84	85
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	251	182
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	39	13
Bénéfice net	212	169
Autres éléments du résultat étendu	–	–
Résultat étendu	212	169
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	2,076	1,651

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (non audité)

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Bénéfices non répartis au début de la période	2 354	1 791
Bénéfice net	212	169
Dividendes *(note 3)*	(42)	(14)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	2 524	1 946

ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU (non audité)

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2011**	**2010**
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de la période	(10)	(10)
Autres éléments du résultat étendu	–	–
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de la période	(10)	(10)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS (non audité)

(en millions de dollars canadiens)	31 mars 2011	31 décembre 2010
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie	–	33
Placements à court terme	154	139
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses)	1 037	911
Actifs réglementaires	30	42
Matières et fournitures	22	21
Actifs d'impôts futurs	34	35
Autres	11	8
	1 288	1 189
Immobilisations corporelles		
Immobilisations corporelles en service	19 885	19 767
Moins l'amortissement cumulé	7 368	7 247
	12 517	12 520
Immobilisations en cours	1 559	1 394
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	141	139
	14 217	14 053
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires	1 051	1 013
Actif au titre des prestations constituées	459	460
Placement à long terme	250	249
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé)	196	197
Écart d'acquisition	133	133
Actifs d'impôts futurs	19	19
Autres	6	9
	2 114	2 080
Total de l'actif	17 619	17 322

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS (non audité) (suite)

(en millions de dollars canadiens)	31 mars 2011	31 décembre 2010
Passif		
Passif à court terme		
Dette bancaire	26	–
Créditeurs et charges à payer	837	884
Passifs réglementaires	54	72
Intérêts courus	121	84
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme *(note 4)*	250	500
	1 288	1 540
Dette à long terme *(note 4)*	7 570	7 278
Autres passifs à long terme		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	997	980
Passifs réglementaires	569	540
Passifs d'impôts futurs	732	693
Passifs environnementaux	285	287
Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations	11	11
Créditeurs et autres passifs à long terme	16	12
	2 610	2 523
Total du passif	11 468	11 341
Capitaux propres		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	2 524	2 354
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(10)	(10)
Total des capitaux propres	6 151	5 981
Total du passif et des capitaux propres	17 619	17 322

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (non audité)

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	212	169
Dépenses liées à l'environnement	(4)	(3)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	131	128
Comptes d'actifs et de passifs réglementaires	26	(3)
Impôts futurs	2	9
Autres	(1)	–
	366	300
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation	(126)	(13)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	240	287
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	300	1 000
Remboursement sur la dette à long terme	(250)	–
Billets à court terme à payer	–	(55)
Dividendes versés	(42)	(14)
Autres	(2)	–
Rentrées nettes liées aux activités de financement	6	931
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations		
Immobilisations corporelles	(277)	(317)
Actifs incorporels	(18)	(5)
	(295)	(322)
Placement à long terme	–	(250)
Autres actifs	5	7
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(290)	(565)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(44)	653
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période *(note 6)*	172	(26)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	128	627

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas conformes à tous les égards aux obligations d'information énoncées dans les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada pour les états financiers annuels et doivent, par conséquent, être lus à la lumière des états financiers consolidés annuels de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») de l'exercice clos le 31 décembre 2010, qui contiennent des renseignements nécessaires ou utiles pour comprendre les activités de la société et la présentation de ses états financiers. Plus particulièrement, les principales conventions et pratiques comptables de la société sont présentées à la note 2 afférente aux états financiers consolidés annuels, et elles ont été appliquées de façon uniforme dans le cadre de la préparation des présents états financiers consolidés intermédiaires.

La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, les produits d'exploitation liés à l'énergie de la société, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables récentes

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables (le « CNC ») du Canada a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des PCGR du Canada aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011. Le 14 octobre 2009, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public a publié un résumé des décisions confirmant que les organismes publics de type commercial adopteront les normes s'appliquant aux organismes publics ayant une obligation de rendre des comptes après le 1er janvier 2011. Le 10 septembre 2010, le CNC a autorisé les entités à tarifs réglementées à reporter au 1er janvier 2012 leur date de mise en œuvre des IFRS. Par conséquent, la société établira ses états financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2012 selon les IFRS, avec retraitement des montants constatés dans le bilan d'ouverture en IFRS au 1er janvier 2011, à des fins de comparaison. La société continue d'évaluer l'incidence de la conversion aux IFRS sur ses résultats d'exploitation. En l'absence d'un plan définitif pour un nouveau projet d'étude d'une norme comptable pour les entreprises à tarifs réglementés devant être publiée par l'International Accounting Standards Board, Hydro One évalue la possibilité d'adopter les PCGR des États-Unis au lieu des IFRS. L'application des PCGR du Canada ou des PCGR des États-Unis par les entreprises à tarifs réglementés est, en règle générale, uniforme. Toutes les différences entre les PCGR du Canada et ceux des États-Unis et leurs incidences sur les états financiers de la société seront mesurées dans le cadre de l'évaluation de cette possibilité. Hydro One poursuit la planification de la transition aux IFRS puisqu'elle évalue aussi cette option.

3. DIVIDENDES

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2011, la société a déclaré des dividendes sur les actions privilégiées de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2010) et des dividendes sur les actions ordinaires de 38 millions de dollars (10 millions de dollars en 2010).

4. DETTE À LONG TERME

Le 19 janvier 2011, Hydro One a émis des billets à 2,95 % supplémentaires, d'un montant en capital de 250 millions de dollars, aux termes de son programme de billets à moyen terme. Ces billets, qui viennent à échéance le 11 septembre 2015, constituent un placement supplémentaire aux billets d'un montant de 250 millions de dollars émis initialement le 13 septembre 2010. Cette émission supplémentaire porte l'encours total de la dette liée à ce placement à 500 millions de dollars.

Le 19 janvier 2011, Hydro One a conclu deux swaps fixe-variable portant respectivement sur un notionnel de 125 millions de dollars et visant la conversion de 250 millions de dollars de billets émis le même jour en une dette à taux variable de trois mois. La société a désigné ces swaps comme couvertures de juste valeur liées au risque de taux d'intérêt. De ce fait, elle a constaté la variation de leur juste valeur à l'état consolidé des résultats de la période comme elle le fait pour les variations de la juste valeur des billets à taux fixe s'y rapportant. Dans le cas où la couverture est inefficace, le montant lié à la partie inefficace est constaté immédiatement dans les charges de financement à l'état consolidé des résultats. Ce montant était négligeable pour la période à l'étude.

Le 24 janvier 2011, la société a émis des billets à taux variable d'un montant de 50 millions de dollars aux termes de son programme de billets à moyen terme, lesquels échoient le 24 juillet 2015.

Le 22 mars 2011, la société a conclu cinq contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions de cinq taux d'intérêt variables qu'elle paie sur une dette à taux variable de 550 millions de dollars. Les cinq contrats arrivent à échéance respectivement le 25 avril 2011, le 19 mai 2011, le 13 juin 2011, le 25 juillet 2011 et le 19 août 2011. Ces contrats ont été classés comme instruments financiers détenus à des fins de transaction et ils sont évalués à leur juste valeur. Au 31 mars 2011, le total du gain à la juste valeur découlant des cinq contrats s'est établi à environ 58 000 $. Ce gain lié à l'évaluation à la valeur de marché a été inscrit dans les charges de financement au premier trimestre.

5. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Le total des coûts liés aux avantages sociaux s'établit comme suit :

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	2011	2010
Régimes de retraite		
Coûts nets au titre des prestations de la période	37	45
Cotisation à la caisse de retraite	36	30
Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles	14	12
Montant imputé aux résultats d'exploitation	22	18
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite		
Coûts nets au titre des prestations de la période	27	22
Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles	11	9
Montant imputé aux résultats d'exploitation	16	13

6. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « trésorerie », « placements à court terme » et « dette bancaire » du bilan consolidé.

7. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients;
- le secteur « divers », dont les activités regroupent celles de l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée à la fois sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Chiffres consolidés
2011				
Bénéfice sectoriel				
Produits	351	1 093	16	1 460
Achats d'électricité	–	719	–	719
Exploitation, entretien et administration	106	142	14	262
Amortissement	72	70	2	144
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	173	162	–	335
Charges de financement				84
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				251
Dépenses en immobilisations	172	123	–	295

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Chiffres consolidés
2010				
Bénéfice sectoriel				
Produits	320	983	16	1 319
Achats d'électricité	–	655	–	655
Exploitation, entretien et administration	107	137	14	258
Amortissement	64	73	2	139
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	149	118	–	267
Charges de financement				85
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				182
Dépenses en immobilisations	195	126	1	322

(en millions de dollars canadiens)	31 mars 2011	31 décembre 2010
Total de l'actif		
Transport	9 937	9 805
Distribution	7 111	6 908
Divers	571	609
	17 619	17 322

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

8. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DU BILAN

Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision et une ordonnance modifiant le permis de transport de la filiale de la société, Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks ») , pour l'obliger à collaborer avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO ») à la détermination de l'étendue et du calendrier de certains projets de transport visant à faciliter le raccordement sécuritaire d'installations de production d'énergie renouvelable, y compris l'accroissement de la capacité de court-circuit et/ou la capacité des transformateurs à au plus 15 postes de transformation de Hydro One Networks sur une période de 48 mois commençant le 1er mars 2011. Dans une lettre datée du 7 avril 2011, l'OEO a fourni la liste initiale des 10 postes de transformation nécessitant une mise à niveau. Le coût en capital global pour les 10 postes est estimé à environ 50 millions de dollars et les dates de mise en service projetées se situent entre août 2011 et juin 2012.

Conformément au Protocole d'entente entre Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario représentée par le ministre de l'Énergie (l'actionnaire) et la société, l'actionnaire a fait une déclaration, en date du 19 avril 2011, en vertu du paragraphe 108 (3) de la *Loi sur les sociétés par actions (Ontario)* qui traite du recouvrement du coût des dépenses lié à la modification des conditions de permis du 28 février 2011. Plus précisément, les droits, pouvoirs et obligations des administrateurs de la société ont été restreints en ce qui a trait à toute décision portant sur : la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks dans le cadre du programme de TRG pour les micro-projets et les petits producteurs (exemption au titre de l'affectation des capacités) ou des promoteurs de ces projets au titre des investissements faits et des dépenses engagées, ou devant l'être, par Hydro One Networks afin de financer la mise à niveau d'au plus 15 postes de transformation aux termes des modifications des conditions de permis en date du 28 février 2011 apportées au permis de transport de Hydro One Networks; la poursuite du recouvrement des coûts par Hydro One Networks au moyen des mécanismes réglementaires conçus pour permettre le recouvrement des coûts en bout de ligne auprès des abonnés du réseau électrique de l'Ontario au moyen des tarifs d'électricité; et la décision à savoir s'il y a lieu de poursuivre et de mettre en œuvre des mesures de recouvrement des coûts en interne ou des mesures de compression des coûts visant à compenser les coûts associés aux mises à niveau, et de poursuivre d'autres stratégies de minimisation des coûts et d'accroître le rapport global coût-efficacité de la société, y compris le calendrier de telles décisions.

9. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états présentés antérieurement afin de rendre leur présentation conforme à celle qui a été adoptée pour les états financiers consolidés établis au 31 mars 2011.